



(19) RU (11) 2169381  
 (13) C1  
 (51) 7-G01V1/00

Russian Agency  
 for Patents and Trademarks

(12) **INVENTION  
 SPECIFICATION**  
 pertaining to a patent of the Russian Federation

**Status: in effect (as of 4/7/2005)**

(14) Publication date: June 20, 2001	(71) Name of Applicant: Closed stock company Forum Scientific Production Company
(21) Registration number of application: 2000102216/28	(72) Name of Inventor: I. S. Bekhterev, K. I. Bekhterev, D. M. Sobolev, I. D. Sobolev
(22) Filing date of application: February 1, 2000	(73) Name of Patent Holder: Closed stock company Forum Scientific Production Company
(24) Date of effect of patent: February 1, 2000	(98) Mailing address: 625019, Tyumen, Bukino, a/ya 1096, ZAO NPK "Forum"
(43) Publication date of application: June 20, 2001	
(46) Publication date of claims: June 20, 2001	
(56) Analogs of the invention: RU 2045079 C1, September 27, 1995; RU 2101733 C1, January 10, 1998; SU 270279, May 8, 1970; FR 2595831 A1, September 18, 1987; EP 0216609 A2, April 1, 1987; US 5029146 A, July 2, 1991	

**(54) Seismic Exploration Method for Direct Exploration and Investigation of Oil and Gas Fields According Data of Conversion, Processing and Analysis of Elastic Wave Fields in the Frequency Range**

**Essence:** By converting the observed wave fields to distribution functions of displacements over time in the frequency range by multimonochromatic transformation and subsequent sequential differential-integral frequency transformation, anomalous regions of entropy effects of the spectral composition of the longitudinal reflected and transmitted waves caused by the active effect of oil and gas deposits in the profile on the wave fields are detected. According to the presence and geometry of propagation of entropy effects of longitudinal reflected waves along profile lines of observation, direct detection and determination of the boundaries of oil and gas fields are carried out in the investigated profiles. According to the results of separate frequency analysis and the energy of the isolated signals of the anomalies such characteristics of deposits, like effective thickness of oil and gas-bearing beds and viscosity of hydrocarbon fluids are estimated, according to the spectral power density the permeability and open porosity of the enclosing rocks are evaluated. Technical result: an increase in reliability of the method.

**Description of the Invention**

The invention pertains to seismic prospecting for arbitrary types of sources of excitation of elastic oscillations uniformly distributed or found along a trajectory of borehole depths for different regular or discrete systems of observation with subsequent recording of seismic wave fields on the observation surface and isolation of anomalous effects in the frequency range in them caused by transformation of the frequency composition of elastic oscillations of any type of polarization during their reflection and transmission through oil and gas-containing formations in the investigated media. For this purpose, by converting the observed wave fields to distribution functions of displacements in the frequency range over time by multimonochromatic transformation and subsequent sequential differential-integral frequency transformation, anomalous regions of entropy effects in the spectral composition of longitudinal reflected and transmitted wave fronts, caused by the active effect of oil and gas deposits in the profile on the wave fields, are determined. According to the presence and nature of appearance in the wave fields of anomalous zones caused by different emission, absorption and attenuation of the energy of elastic oscillations at different frequencies of the real spectral range, the location, conditions of occurrence and principal characteristics of oil and gas fields are judged.

A method for seismic prospecting by the common depth point method is known to investigate the geological structure of the profile in the search for oil and gas fields [1].

According to this method, seismic wave function fields are recorded for sources of excitation uniformly distributed on the observation surface with above-ground arrays of seismic receivers for a set of uniform distances, for which simultaneous uniform displacement is carried out equal to the displacement interval of the sources. Subsequent introduction of static and kinematic corrections to the observed seismic recordings and different types of transformations and filtrations permit optimal summing of the signals along travel time curves of reflected waves and formation of time profiles of the common depth point (CDP) combined with the velocity characteristic, elucidating the deep structure of the investigated media.

The shortcomings of this method include:

- all transformations of wave fields, their processing and analysis are accomplished in a time region and are oriented toward solving kinematic problems;
- the use of reflected waves of the same type for summing, which obey the principle of mutuality during propagation in media for which there are limitations in efficiency of the method in the presence of large (greater than 12°) slope angles of the separation boundaries;
- the location and depth of occurrence of oil and gas fields are determined according to structural-tectonic elements found on time profiles.

A method is known for down-hole seismic prospecting [3] in which the noise of the rock-cutting tool (bit) in operation during drilling on the well bottom is used along the depth profile of the well bore as source of excitation and recording of the oscillations is accomplished on the observation surface along profile lines on which groups of seismic receivers are uniformly distributed for different distances from the wellhead. Formation of seismograms is accomplished by calculating mutual correlation functions between the observed seismic recordings and reference signals recorded on the well swivel with simultaneous additional monochromatic correlation to increase the ratio  $A_{\text{signal}}/A_{\text{noise}}$  on the correlograms. According to the obtained pulse correlograms images of the medium are formed by processing devices – VSP-CDP time profiles to investigate the structure of the space near the well. The shortcomings of this method include:

- transformation of wave fields, their processing and analysis are accomplished in a time region and are directed toward solving kinematic problems;
- since longitudinal reflected waves are used for summing, the time sections have a limited extent and cannot elucidate extensive structural-tectonic elements, for which reason the location and depth of occurrence of oil and gas

fields can be determined according to sections of structural-tectonic elements found on the time profiles. Methods are known for vibroseismic prospecting based on the principles of investigating a monochromatic sweep signal with subsequent use of monochromatic correlation to obtain pulse seismograms and their subsequent kinematic processing and interpretation according to the multiple profiling method. The shortcomings of this method include:

- formation of a seismic wave field is accomplished for one investigated frequency and one correlation of frequency, respectively;
- the technical equipment (vibrators) to investigate one frequency consistent in amplitude and time has not been developed;
- principles have not been worked out for monochromatic correlation of wide-frequency seismic recordings. A method of seismic prospecting is known in the search for oil and gas fields [2]. According to this method investigations of a vibrator at different frequencies with long recording length (to several tens of minutes) are used as excitation source on the observation surface. Continuous recording and accumulation of signals in the infralow-frequency range are carried out on the observation surface. The presence of oil and gas fields is judged according to displacements in the region of low frequencies of the maximum of the frequency spectrum of the seismic signal recorded in the investigated area and isolated on the recorded seismic recordings in comparison with the maximum of the frequency spectrum obtained in a non-promising area. The shortcomings of this method include:
  - the need to use specialized and non-standardized seismic equipment to record and analyze seismic recordings in the region of the infralow-frequency range – to 10 Hz;
  - the absence in the investigation results of information on the depth, location, character and dimensions of the hydrocarbon deposits, which leads to a probability approach in predicting oil and gas fields for points of investigation along profiles or in the area as a whole. The method closest to the claimed technical solution (prior art) is the method for seismic prospecting for direct and prediction of oil and gas fields set forth in patents [3,4]. According to this method, on the observation surface elastic oscillations of reflected waves are recorded, excited on the observation surface by explosions from small boreholes or by vibration sources according to the multiple profiling method [3] and also from a rock-cutting tool (bit) operating on the hole bottom during drilling of the well bore [4]. In the method of down-hole seismic prospecting, determination of infralow-frequency components is additionally accomplished by using monochromatic correlation of vibograms. The methods are isolated in the seismic recordings and in the wave fields formed by processing by the common depth point method (CDP or VSP-CDP) of signals in the infralow-frequency range from 1 to 10 Hz, which are the result of induced natural vibrations of induced seismoacoustic emission (SAE) from oil and gas fields. The formed time sections are investigated using Fourier analysis. The analysis result, presented in the form of maps of distribution of infralow-frequency components of the wave field in the plane of the sections along the profiles permits their interpretation in order to isolate anomalous intervals. According to the extrema of the anomalous isolines of the infralow-frequencies and allowing for the velocity characteristics of the profile, the presence of oil and gas fields and their depth of occurrence in the vertical plane of the investigated wave fields are evaluated.

The shortcomings of this method are:

- orientation of the methods toward investigation of a narrow group of super-low frequencies under the assumption of the existence of induced seismoacoustic emission (SAE) of elastic oscillations by hydrocarbon deposits without considering the factors that influence oil and gas-

bearing formations on the entire frequency range of reflected and transmitted wave fronts, expressed by absorption, attenuation and transformation of a broad spectrum of signal frequencies that make up the recorded wave field;

- probability prediction of oil and gas occurrence in the profile, since, based on definitions analysis of the effect of induced SAE lies in the infralow-frequency range and not the complete frequency range of the seismic recordings, in which the development of infralow frequencies can be caused not only by the presence of oil and gas fields, but other factors that appear during recording and during data processing;
- inadequate supply for methods of infrasonic seismic processing of the employed mass-produced seismic recording equipment which is mostly intended for operation in the infralow-frequency range;
- use for infralow-frequency analysis of wave fields of functions of change in amplitude of the velocities of displacement with time on the observation surface and not actual functions of displacement amplitude;
- inadequate resolution of the isolated anomalies in time owing to the infralow-frequency composition of the signals being analyzed, which are capable of including within their duration a group of pulses from nearby oil and gas-bearing formations of limited thickness;
- the impossibility of obtaining information on the magnitude, nature and conditions of occurrence of hydrocarbon deposits as a result of investigation.

All this leads to a probability approach in the prediction of oil and gas fields for investigation along profiles or in the area as a hole, and does not permit a targeted search and investigation of oil and gas fields according to seismic prospecting data, which is confirmed by the practice of employing these prediction methods.

At the same time, it is obvious that the presence of oil and gas-saturated formations in elastic wave fields should manifest itself over the entire recorded range of frequencies both in the form of signals and main frequency components of maximum intensity of the field of longitudinal, transmitted and reflected waves.

In the proposed technical solution this task is solved as follows: in the method for seismic prospecting for direct search for and investigation of oil and gas fields according to data from conversion, processing and analysis of elastic wave fields in the frequency range region:

- multiple excitation of longitudinal elastic oscillations is accomplished with an arbitrary type of source uniformly distributed on the observation surface along a line of profiles or along a trajectory of well bore depth during drilling;
- assigned recording of seismic wave fields is carried out over a wide (no less than 125 Hz) range of frequencies for uniform observation systems with groups of seismic receivers at different distances of the reception points from the sources of excitation, situated along observation profile lines, the extent and geometry of which are determined by the exploration problems, the work, conditions and the geological structure of the profile, the extent of the recording intervals of the travel time curves of reflected and transmitted waves – for distances to 2-4 km from the excitation sources;
- isolation of signals is carried out for the obtained seismic recording with formation of pulse seismograms by calculating mutual correlation functions with reference signals in the case of vibroseismic prospecting.
- they are accumulated over intervals not exceeding the displacement interval of the excitation sources with observance of the condition  $\Delta t = T_{app}/4$ , where  $T_{app}$  is the apparent period of maximum frequency of the spectrum of signals of fluid waves;  $\Delta t$  is the admissible time shift between the seismograms being summed;

- sets of data from formed pulse seismograms for the entire group of sources sequentially and uniformly positioned along the observation surface or along the trajectory of the well bore depth when located in space, respectively, are formed for each profile or well bore processed by field observations: at the location of the contour of oil and gas occurrence of the investigated formations or above the oil and gas formations, within the epicenter of the contour of the oil and gas fields or during location within fluid-containing formations, after passage through the contour of oil and gas occurrence of the formations along the profile or deeper than the oil and gas-producing formations of the profile, for a wide range of coordinates or depths of excitation, permitting ensuring of optimal spacings from the boundaries of the contour of oil and gas occurrence or the depth of occurrence of the oil and gas formations from the sources of excitation of the wave fields by a value that is known beforehand to exceed the displacement interval with the excitation sources;
- according to the formed set of pulse seismograms for the processed profile or well bore as a whole, integration is carried out of the seismic recordings using a consistent multimonochromatic correlation within the actually recorded spectra of the seismic recordings in the frequency range from 2 to 125 Hz with a transformation interval of no less than 0.5 Hz for the entire recording time with accumulation of the results of correlation weighted according to a generalized (total) spectral characteristic of the initial seismic recordings and formation of distribution fields in time of the displacement functions, conditionally multichromograms on which new frequency ratios are obtained that add the wave field of the displacement functions in comparison with the initial wave fields represented by the distribution function of displacement velocity;
- for the entire set of obtained multichromograms breakdown of the seismic recordings is accomplished for the formed frequency range into sets of individual frequency diagrams calculated with an interval of no less 1 Hz for each frequency of the amplitude-frequency spectrum (in the range from 2 to 125 Hz), using the Fourier method of spectral estimation, sets of frequency diagrams are formed containing route-discrete determination in the time range of the individual investigated frequency component of the elastic wave field of the displacement function;
- direct and modal-inverse accumulation is carried out of the set of formed individual frequency diagrams for the actually obtained spectral range so that those whose value have an intersection angle with the curve of the generalized (total) spectral characteristic of the analyzed wave field greater than  $90^\circ$  are summed without changes, in cases of intersection angles less than  $90^\circ$  – they are subjected to modal inversion (from the set of values the maximum value of the spectral estimate of the wave field at a given frequency is subtracted and the result taken according to the modulus, which corresponds to obtaining the kestral component), and as a result a set of spectrograms in the time range similar in volume to the set of pulse seismograms is obtained for each seismic profile processed by field information or each well bore depth profile during drilling, representing the distribution in time and space of the effects of entropy of the amplitude-frequency components of the wave field of the spectral components of the longitudinal transmitted and reflected waves for which confinement to reflected wave fronts from oil and gas-bearing formations is characteristic and identity of the kinematic features, whose dynamics will depend on such characteristics of the oil and gas deposits as effective thickness, porosity, permeability of the enclosing formations and viscosity of the saturated hydrocarbon fluids;
- spectrograms, formed based on the use of sets of pulse seismograms are processed like the initial seismic recordings and for them calculation and introduction of statistical and kinematic corrections are carried out, different type of transformations and filtrations, accumulation is accomplished by methods of CDP, EER for profile observations or VSP-CDP for well-ground observations, time sections of normal distribution of entropy effects of the spectral composition of the wave fields are formed according to whose values the location and main characteristics of the oil and gas fields are judged in the plane of the investigated profile, the location of water and

oil and gas saturation, the principles of extent along the lateral and seismogeological conditions of occurrence of the hydrocarbon deposits;

– spectrograms formed using the results of kinematic processing in the form of final time sections (MCDP or VSP-CDP) equally serve for solving the problems of the direct search for and investigation of oil and gas fields owing to the fact that the wave fields of the time sections are formed with a maximum possible ratio  $A_{\text{signal}}/A_{\text{noise}}$ , the resolution of the signals, with a broad amplitude-frequency spectrum, dynamic ratios of reflected waves, whereas it must be kept in mind that the shortcomings and errors permitted during kinematic processing can serve as a source of errors and mistakes in implementation of the method.

The data obtained as a result of analysis serve as a basis for interpretation and drawing conclusions on oil and gas saturation of reservoir beds in the investigated profiles, especially the recording time of anomalies indicate the depth and location of oil and gas fields, the extent indicates the boundaries of the oil and gas contacts, the amplitude values of the entropy anomalies of the spectral characteristics of the wave fields indicate the effective thickness of the oil and gas-bearing formations, the ratio of energies of the investigated wave field and those formed during multimonochromatic transformation of amplitude frequency characteristics of wave fields combined with the intensity level of the entropy anomalies indicate the open porosity and permeability of the enclosing rocks. All the aforementioned permits implementation of the described seismic prospecting method. The significant distinguishing features of the claimed technical solution are:

– orientation of the method to a direct search for and investigation of oil and gas fields with industrial reserves of hydrocarbons owing to the fact that formation and distribution of the effects of entropy of the spectra of elastic oscillations of longitudinal reflected and transmitted waves is only possible under the condition of presence of hydrocarbon fluids in the formations with open porosity or fracturing, phase permeability, current dynamic viscosity and effective thickness of oil and gas occurrence, ensuring extractability of the oil and gas components of the fluids;

– isolation in the investigated seismic wave fields of effects of entropy of the spectral composition of the fronts of longitudinal reflected and transmitted waves is achieved by using multimonochromatic correlation of seismic recordings for the actually recorded frequency range of a seismic recording (in the range from 2 to 125 Hz) and formation of monochromograms representing the distribution field in time of the amplitude of displacements on the observation surface,

– analysis and investigation of the effects of entropy of the frequency composition are performed by using differential-integral frequency transformation of wave fields of distribution of displacement functions, in which initially a separate frequency analysis of the seismic recordings of multichromograms is conducted in the obtained range of frequencies of the formed amplitude spectra (in the range from 2 to 125 Hz), and subsequent direct and modal-inverse accumulation of results of frequency estimation to obtain spectrograms of time distribution of entropy of amplitude-frequency composition of the fronts of longitudinal reflected waves from oil and gas-bearing formations in the investigated profiles;

– processing of the set of spectrograms of frequency evaluation by seismic prospecting by CDP is carried out by introducing static, kinematic corrections, different types of transformations and their optimal accumulation and as a result overall time profiles of the normal distribution of entropy effects of the spectral components of the fronts of longitudinal reflected waves are formed, according to whose values the location is determined and the main parameters of the oil and gas deposits are calculated, whereas the use of this method is possible for processing of already obtained CDP time sections;

– use of any types of ground and down-hole sources of excitation of elastic oscillations, characterized as sequentially, uniformly displaced along the surface of observation or along the depth trajectory of a wellbore by drilling, acting on the medium through the excitation process,

repeatedly forming a field of longitudinal, reflected, transmitted and other types of waves, permits multiple accumulation of signals to be accomplished identified with the effects of entropy and spectral components of the fronts of longitudinal reflected waves during simultaneous achievement of a high overall effect of the investigated energy of the elastic oscillations reaching distances to 2-4 km from the sources of excitation;

– as an object of study, like all types of transformations, processing and analysis of the wave fields in the method are accomplished in the frequency region using methods of spectral transformations and Fourier evaluations, in which the use of a number of other methods is possible provided that they are used in all stages of transformation and analysis without exception [5,6].

From the known scientific-technical and patent literature the authors are not aware of the existence of a technical solution with the listed group of features. This offers a basis to conclude that the claimed object corresponds to the criteria of an invention.

The method is accomplished as follows.

Wave fields formed during processing of profile systems of excitation on the surface of observation or down-hole-ground systems of excitation along the trajectory of a well bore during drilling are recorded on the observation surface for different distance from the excitation sources, along the profiles of seismic receiving and recording system arbitrarily oriented to sources whose extent and configuration is determined by the tasks of the search, the seismogeological conditions and the work conditions. Throughout the excitation process seismic oscillations are recorded for different types of waves without limitation of the duration of the seismic recordings and the frequency range of the signals. The recorded seismic recordings are converted to pulse seismograms, for example, or correlated with reference signals during work with vibroseismic methods, various effects are accumulated. The pulse seismograms obtained as a result contain travel time curves in the wave field of mostly longitudinal, transmitted, reflected and other types of waves containing in the form of their signals the effects of entropy of the spectral components that form during interaction of hydrocarbon deposits and the fronts of the longitudinal transmitted and reflected waves propagating through oil and gas-bearing formations with industrial hydrocarbon reserves. In this case the actual values of the changes in amplitude of the displacement functions are not recorded on the observation surface but their derivatives – the values of the change in amplitudes of the displacement velocities with corresponding changes in the amplitude-frequency spectra of the seismic recordings, which masks the appearance of the effects of entropy in seismic recordings.

To restore the amplitude-frequency components of the displacement functions an algorithm of monochromatic correlation is used. For this purpose the initial seismic recordings are sequentially (for each actually represented frequency of the spectrum allowing for its amplitude), correlated by the monochromatic transformation operator. The results of correlation are accumulated allowing for the actual weight of each transformation frequency. The transformation interval according to frequencies must correspond to the requirements of the Kotel'nikov theorem applied to the frequency range, which for the frequency range from 2 to 65 Hz amounts to no less than 0.5 Hz. The actual working range of transformation in each specific case is determined by the transmission band of the initial amplitude-frequency spectra according to a cutoff level of 0.1 of the maximum amplitude, which in practice amounts to an interval from 8 to 70 Hz. This procedure can be called multimonochromatic transformation and the results of correlation – multichromograms which have an amplitude-frequency spectrum of the restored displacement functions.

In view of the fact that the effects of entropy are reflected not in the form of seismic signals of the displacement function but in the amplitude-spectral characteristics, the wave fields of the multimonochromograms are transformed to the frequency-time region. This is achieved by using differential-integral separate frequency transformation of the seismic recordings of multichromograms to seismic recordings arbitrarily called spectrograms. Differential transformation consists of sequential formation, using the fast Fourier transform method of direct and inverse frequency diagrams for each of the frequencies obtained on the multichromograms. The frequency diagrams represent the result of spectral evaluation along the route of the seismic recordings in a sliding finite length of the analysis window. As in the case of

multimonochromatic correlation the range of analysis frequencies and the displacement interval must correspond to the actual frequency range (in practice from 2 to 65 Hz, formally from 2 to 125 Hz, the displacement interval in terms of frequency does not exceed 1 Hz). Separately, substantiation of the displacing analysis window is necessary for each value of the frequency being analyzed. According to the [5] and [6], its value cannot be assigned at less than the duration of the period of the frequency value being analyzed in the case of Fourier analysis. As a result of the differential stage of frequency analysis a set of frequency diagrams is formed in the investigated range, representing an estimate of the change in amplitudes of the individual frequencies over time or the spectral density of the power of an individual harmonic component.

Integral transformation consists of direct and modal-inverse accumulation of a set of formed individual frequency diagrams for an actually obtained spectral range so that those whose frequencies have an intersection angle with the curve of the generalized (overall) spectral characteristic of the wave field being analyzed greater than 90° are summed without changes, in the case of intersection angles less than 90° they are subjected to modal inversion, during which the maximum value of the spectral estimate of the wave field at the given frequency is subtracted from the obtained set of values of the spectral estimates of power density and the result taken according to the modulus, which corresponds to transformation of the spectral to kepstral component. As a result of this accumulation a set of pulse seismograms of similar volume is obtained – a set of spectrograms in the time range for each processed seismic profile by field observations or a profile of a well bore during drilling, representing the distribution in time and space of the effects of entropy that form the wave field of the amplitude-spectral components of the longitudinal transmitted and reflected waves. The maximum values of the integral frequency estimates on the spectrograms will be confined to the recording times of the reflections from the oil and gas-saturated formations in the profile.

The formed spectrograms for the entire extent of processing of the profile or well bore trajectory as a hole serve as an information base to conduct processing of the data after input of the static and kinematic corrections by the generally adopted methods, like the common depth point method (CDP), elliptical expansion of reflections (EER), vertical seismic profiling (VSP-CDP) and other methods used to form time sections and images of the medium in time scales or analysis of wave fields according to different groups of seismic recordings. The fact that the effects of entropy of the frequency components of the fronts of longitudinal, reflected waves form a duration in time from 10 to 50 ms, permits their isolation relative to the entire set of information in any stage of the process, since input of static and kinematic corrections and summing do not lead to significant suppression or weakening. The task of processing during investigation of effects of entropy of longitudinal waves is to isolate anomalous regions with maximum values in the recorded wave fields, confined to the wave fields being analyzed in any stage of processing, represented in the form of time sections of CDP (accumulated, summed seismograms or time sections). By virtue of this it is possible to solve the given problem during use as initial wave field of time sections of CDP obtained as a result of kinematic processing. It is obvious that in this case the costs for machine time for implementation of the method are reduced several-fold, but it is necessary to keep in mind that the result of analysis can contain errors caused by errors of kinematic processing.

The results of processing are formulated in the form of scales adopted to depict the results of seismic prospecting – time sections and maps, structural diagrams all the way to formation of a three-dimensional data cube.

According to the presence and geometry of distribution of the effects of entropy of longitudinal reflected waves along profile lines of observation direct detection and determination of the boundaries of oil and gas fields is carried in the investigated sections, according to the results of separate frequency analysis and the energy of the isolated signals of the anomalies characteristics of the deposits are evaluated like effective thickness of the oil and gas-bearing formations and the viscosity of the hydrocarbon fluids, according to the spectral density of the power – the permeability and open porosity of the enclosing rocks. The accuracy of determination depends on the errors that can be introduced during recording and processing of the seismic recordings, for

which the processing stage must introduce minimal distortions to the distribution of frequencies within the selected range of transformation and investigation.

#### References

1. Mezhbei, V. I. Seismic prospecting by the common depth point method. Moscow, Nedra Publishers, 1973, 153 pages, with figures.
2. Patent of the Russian Federation No. 2045079. Cl. G 01 V 1/00. Method for seismic prospecting in the search for oil and gas fields. Published March 20, 1995, Bulletin No. 27.
3. Patent of the Russian Federation No. 2105324. Cl. G 01 V 1/00. Method for seismic prospecting in the search for oil and gas fields. Published February 20, 1998, Bulletin No. 5.
4. Patent of the Russian Federation No. 2117317. Method for down-hole seismic prospecting for direct prediction of oil and gas fields. Published March 20, 1998, Bulletin No. 22.
5. Marpl. Spectral analysis and its applications. Moscow, Nauka Publishers, 1990.
6. Korn, B. I. Spectral analysis. Moscow, Mir Publishers, 1982.

#### Claim

Method of seismic prospecting for direct search for and investigation of oil and gas fields according to data of transformation, processing and analysis of elastic wave fields in a frequency range, including multiple excitation of longitudinal elastic oscillations with an arbitrary type of source uniformly distributed on the observation surface along profile lines or along a well bore depth trajectory during drilling, assigned recording of the seismic wave fields over a wide (no less than 125 Hz) range of frequencies for uniform observation systems with groups of seismic receivers at different distances of the reception points from the sources of excitation situated along the profile lines of observation, the extent and geometry of which are defined by the search tasks, the work conditions and the geological structure of the profile, the extent of the recording intervals of the travel time curves of the reflected and transmitted waves for distances to 2-4 km from the sources of excitation, isolation of the signals and formation of pulse seismograms are carried out for the obtained seismic recordings by calculating mutual correlation functions with reference signals, in the case of use of vibroseismic prospecting, they are accumulated in intervals not exceeding the displacement interval of the excitation sources with observation of the condition  $\Delta t = T_{app}/4$ , where  $T_{app}$  is the apparent period of the maximum frequency of the spectrum of the signals of fluid waves;  $\Delta t$  is the admissible time shift between the seismograms being summed, sets of data are formed for each profile or well bore processed by field observations from the formed pulse seismograms for the entire group of sources sequentially and uniformly situated along the observation surface or along the well bore depth trajectory, during their positioning in space, respectively, at the location of the oil and gas-bearing contour of the investigated formations or above the oil and gas formations, within the epicenter of the contour of the oil and gas fields or during positioning within fluid-containing formations, after passage through the contour of oil and gas occurrence of the formations along the profile or deeper than the oil and gas-producing formations of the profile, for a wide range of coordinates or depths of excitation, permitting optimal distances from the boundaries of the oil and gas-bearing contour or the depth of the oil and gas formations from the sources of excitation of the wave fields by a value known beforehand to exceed the displacement interval of the excitation sources, characterized by the fact that, according to the formed set of pulse seismograms for the processed profile or well bore as a whole, integration of the seismic recordings is carried out using matched multimonochromatic correlation within actually recorded spectra of the seismic recordings in the frequency range 2-125 Hz with a transformation interval of no less than 0.5 Hz for the entire recording time with weighted accumulation according to the generalized (overall) spectral characteristic of the initial seismic recordings of the wave fields, of weighted results of the correlations and formation of fields of distribution in time of the displacement functions, conditionally multichromograms on which the true ratios of the frequencies of the elastic oscillations are restored in comparison with the initial wave fields, represented by a distribution function of the displacement velocity, for the entire set of obtained multichromograms

breakdown of the seismic recordings is carried out for the formed frequency range into sets of individual frequency diagrams calculated with an interval of no less 1 Hz for each frequency of the actual range of the initial amplitude-frequency spectrum (in the range 2-125 Hz), using the Fourier method of spectral evaluation, sets of frequency diagrams are formed that contain in the time region route-discrete definitions of the individual investigated frequency component of the elastic wave field of the displacement functions, direct and modal-inverse accumulation of a set of formed individual frequency diagrams is performed for the actually obtained spectral range so that the ones whose frequencies have an intersection angle with the curve of the generalized (overall) spectral characteristic of the analyzed wave field greater than 90° are summed without changes, in cases of an angle of intersection less than 90° they are subjected to modal inversion (from the set of values the maximum value of the wave field estimate at the given frequency is subtracted and the result used according to the modulus, which corresponds to obtaining a kestral component), and as a result a set of pulse seismograms of similar volume is obtained for the set of spectrograms in the time region for each processed seismic recording by field observations or well bore depth profile during drilling, representing the distribution in time and space of the effects of entropy forming the wave field of the spectral components of the longitudinal, transmitted and reflected waves for which confinement to fronts of reflected waves from oil and gas-bearing formations is characteristic and correspondence of kinematic features, the dynamics of which will depend on such characteristics of the deposits as effective thickness of the deposit, porosity, permeability of the formations and viscosity of the saturated hydrocarbon fluids; the spectrograms formed based on the use of sets of pulse seismograms are processed and the initial seismic recordings are processed, for which calculation and input of statistic and kinematic corrections, different type of transformations and filtrations are conducted, accumulation by the CDP, EER methods are carried out for profile or VSP-CDP for borehole-above ground observations, time sections of normal distribution of entropy effects of the spectral composition of the fronts of longitudinal reflected waves are formed according to the values of which the location and main characteristics of the oil and gas fields are evaluated in the plane of the investigated profile, the location of water- and oil and gas-saturation, the principles of extent along the lateral and the seismogeological conditions of occurrence of hydrocarbon deposits, in which the use of method of seismic processing is admissible for wave fields of CDP time sections formed as a result of kinematic processing.

(19) RU (11) 2169381

(13) C1

(51) 7 G01V1/00



РОССИЙСКОЕ АГЕНТСТВО  
ПО ПАТЕНТАМ И ТОВАРНЫМ ЗНАКАМ

## (12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

к патенту Российской Федерации

Статус: действует (по данным на 07.04.2005)

(14) Дата публикации: 2001.06.20

(21) Регистрационный номер заявки: 2000102216/28

(22) Дата подачи заявки: 2000.02.01

(24) Дата начала действия патента: 2000.02.01

(43) Дата публикации заявки: 2001.06.20

(46) Дата публикации формулы изобретения:  
2001.06.20

(56) Аналоги изобретения: RU 2045079 C1, 27.09.1995.  
RU 2101733 C1, 10.01.1998. SU 270279,  
08.05.1970. FR 2595831 A1, 18.09.1987. EP  
0216609 A2, 01.04.1987. US 5029146 A,  
02.07.1991.

(71) Имя заявителя: Закрытое  
акционерное общество  
Научно-производственная  
компания "Форум"

(72) Имя изобретателя: Бехтерев  
И.С.; Бехтерев К.И.; Соболев  
Д.М.; Соболев И.Д.

(73) Имя патентообладателя:  
Закрытое акционерное  
общество Научно-  
производственная компания  
"Форум"

(98) Адрес для переписки: 625019,  
г.Тюмень, п.Букино, а/я 1096,  
ЗАО НПК "Форум"

### (54) СПОСОБ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ПРЯМОГО ПОИСКА И ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ДАННЫМ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ, ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА УПРУГИХ ВОЛНОВЫХ ПОЛЕЙ В ЧАСТОТНОЙ ОБЛАСТИ

Сущность: путем преобразования наблюденных волновых полей в функции распределения во времени смещений в частотной области мультимонохроматическим преобразованием и последующего проведения последовательного дифференциально-интегрального частотного преобразования выявляются аномальные области энтропийных эффектов спектрального состава фронтов продольных отраженных и проходящих волн, вызванных активным воздействием на волновые поля нефтегазовых залежей в разрезе. По наличию и геометрии распространения эффектов энтропии продольных отраженных волн вдоль линий профилей наблюдения проводят прямое обнаружение и определение границ простирации месторождений нефти и газа в исследуемых разрезах. По результатам разделного частотного анализа и энергии выделенных сигналов аномалий оценивают такие характеристики залежи, как эффективная толщина нефтегазосодержащих пластов и вязкость флюидов УВ, по значениям спектральной плотности мощности судят о проницаемости и открытой пористости вмещающих пород. Технический результат: повышение достоверности способа.

### ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ

Изобретение относится к сейсмической разведке для произвольных типов источников возбуждения упругих колебаний, равномерно размещаемых на поверхности наблюдения или располагаемых вдоль траектории глубин проходки стволов скважин, для различных регулярных или дискретных систем наблюдения, с последующей регистрацией сейсмических волновых полей на поверхности наблюдения и выделении в них аномальных эффектов в частотной области, обусловленных трансформацией частотного состава упругих колебаний любых типов поляризации при их отражении и прохождении через нефтегазосодержащие пластины в исследуемых средах. Для этого путем преобразования наблюденных волновых полей в функции распределения во времени смещений в частотной области мультимонохроматическим преобразованием и последующего проведения последовательного дифференциально-интегрального частотного преобразования, выявляются аномальные области энтропийных эффектов спектрального состава фронтов продольных отраженных и проходящих волн, вызванных активным воздействием на волновые поля нефтегазовых залежей в разрезе. По наличию и характеру проявления в волновых полях аномальных зон, обусловленных различным характером излучения, поглощения и затухания энергии упругих колебаний на различных частотах реального спектрального диапазона, судят о местоположении, условиях залегания и основных характеристиках нефтегазовых месторождений.

Известен способ сейсморазведки общей глубинной точки для изучения геологического строения разреза при поисках нефтегазовых месторождений [1].

В соответствии с этим способом для равномерно размещаемых на поверхности наблюдения источников возбуждения осуществляют регистрацию сейсмических волновых полей наземными расстановками групп сейсмоприемников для набора равномерных удалений, для которых выполняют одновременное равномерное смещение, равное шагу смещения источников.

Последующий ввод статических и кинематических поправок в наблюденные сейсмозаписи, различные виды преобразований и фильтраций позволяют осуществлять оптимальное суммирование сигналов вдоль гидографов отраженных волн и формировать временные разрезы ОГТ в совокупности со скоростной характеристикой освещивающих глубинное строение исследуемых сред.

К недостаткам этого метода можно отнести:

- все преобразования волновых полей, их обработка и анализ осуществляются во временной области и ориентированы на решение кинематических задач;

- использование отраженных, монотипных волн для суммирования, подчиняющихся при распространении в средах принципу взаимности, на который распространяются ограничения эффективности способа при наличии больших (свыше 12°) углов наклона границ раздела;

- местоположение и глубина залегания нефтегазовых месторождений определяют по выявленным на временных разрезах структурно-тектоническим элементам.

Известен способ скважинной сейсморазведки [3], при котором в качестве источника возбуждения используются шумы работающего при бурении на забое вдоль профиля глубин проходки ствола скважины породоразрушающего инструмента (долота), а регистрация колебаний осуществляется на поверхности наблюдения вдоль линий профилей, на которых равномерно размещаются группы сейсмоприемников для различных удалений от устья скважины. Формирование сейсмограмм проводится путем расчета взаимнокорреляционных функций между наблюденными сейсмозаписями и зарегистрированными на вертлюгах скважины опорными сигналами с одновременной дополнительной монохроматической корреляцией для повышения соотношения  $A_{\text{сигнал}}/A_{\text{помеха}}$  на коррелограммах. По полученным импульсным коррелограммам средствами обработки формируют изображения среды - временные разрезы ВСП-ОГТ для изучения строения околоскважинного пространства. К недостаткам этого способа можно отнести:

- преобразование волновых полей, их обработка и анализ осуществляются во временной области и направлены на решение кинематических задач;

- так как для суммирования используются продольные отраженные волны, временные разрезы имеют малую протяженность и не могут освещать протяженные структурно-тектонические элементы, поэтому местоположение и глубины залегания нефтегазовых месторождений

возможно определять по выявленным на временных разрезах участкам структурно-тектонических элементов.

Известны способы вибросейсморазведки, основанные на принципах излучения монохроматического свип-сигнала с последующим использованием монохроматической корреляции для получения импульсных сейсмограмм и их последующей кинематической обработки и интерпретации по методике многократного профилирования.

К недостаткам этого способа можно отнести:

- формирование сейсмического волнового поля выполняется для одной излучаемой частоты и соответственно одной частоты корреляции;

- технические средства (вибраторы) для излучения одной выдержанной по амплитуде и времени частоты не разработаны;

- не разработаны принципы монохроматической корреляции широкочастотных сейсмозаписей. Известен способ сейсморазведки при поисках нефтегазовых месторождений [2].

Согласно данному способу в качестве источника возбуждения на поверхности наблюдения используются излучения вибратора на различных частотах с большой длительностью регистрации - до нескольких десятков минут. При этом на поверхности наблюдений проводят непрерывную регистрацию и накапливание сигналов в инфронизочастотном диапазоне. О наличии месторождений залежей нефти и газа судят по выделенным на зарегистрированных сейсмозаписях смещениях в области низких частот максимума частотного спектра сейсмического сигнала, зарегистрированного на исследуемой площади, по сравнению с максимумом частотного спектра, полученного на бесперспективной площади. К недостаткам этого способа можно отнести:

- необходимость использования специализированного, а не стандартного сейсмического оборудования для регистрации и анализа сейсмозаписей в области инфронизочастотного диапазона - до 10 Гц;

- отсутствие в результатах исследований информации о глубине, местоположении, характере и размерах залежей углеводородов, что приводит к вероятностному подходу в прогнозе месторождений нефти и газа для точек исследования по профилям или по площади в целом. Наиболее близкими к заявляемому техническому решению (прототипами) являются способы сейсморазведки для прямого прогноза нефтегазовых месторождений, изложенные в патентах [3, 4].

Согласно данным способам на поверхности наблюдения регистрируют упругие колебания отраженных волн, возбуждаемых на поверхности наблюдения, взрывами из мелких скважин или вибрационными источниками по методике многократного профилирования [3], а также от работающего на забое породоразрушающего инструмента (долота) при бурении профиля глубин проходки скважин [4]. При этом в способе скважинной сейсморазведки выделение инфронизочастотных составляющих дополнительно осуществляется применением монохроматической корреляции виброграмм. Способы основаны на выделении в сейсмических записях и в волновых полях, сформированных в процессе обработки способами общей глубинной точки (ОГТ или ВСП-ОГТ), сигналов в инфронизочастотном диапазоне от 1 до 10 Гц, являющихся результатом вынужденных собственных колебаний наведенной сейсмоакустической эмиссии (САЭ) от нефтегазовых месторождений. Сформированные временные разрезы исследуются с использованием метода Фурье анализа. Результаты анализа, представленные в виде карт распределения инфронизочастотных составляющих волнового поля в плоскости разрезов вдоль профилей, позволяют проводить их интерпретацию таким образом, чтобы выделять аномальные интервалы. По экстремумам аномальных изолиний инфронизких частот и с учетом скоростной характеристики разреза судят о наличии нефтегазовых месторождений и глубине их залегания в вертикальной плоскости исследуемых волновых полей.

Недостатками этих способов являются:

- ориентация способов на изучение узкой группы сверхнизких частот в предположении существования вынужденной сейсмоакустической эмиссии (САЭ) упругих колебаний залежами УВ без учета факторов воздействия нефтегазосодержащих пластов на весь частотный

диапазон отраженных и проходящих фронтов волн, выражающихся в поглощении, затухании и трансформации широкого спектра частот сигналов, составляющих зарегистрированное волновое поле;

- вероятностный прогноз нефтегазоносности в разрезе, так как в основе определений лежит анализ эффекта наведенной САЗ в инфранизкочастотном диапазоне, а не полный частотный диапазон сейсмозаписей, при этом возникновение инфранизких частот может быть обусловлено не только наличием нефтегазовых месторождений, но и другими факторами, проявляющимися как при регистрации, так и в процессе обработки данных;
- недостаточная обеспеченность способов инфразвуковой сейсморазведки применяемой серийной сейсморегистрирующей аппаратурой и оборудованием, которые преимущественно не предназначены для работы в инфранизкочастотном диапазоне;
- использование для инфранизкочастотного анализа волновых полей функции изменения во времени амплитуд скоростей смещений на поверхности наблюдений, а не собственно функций амплитуд смещений;
- недостаточная разрешенность выделяемых аномалий во времени из-за инфранизкочастотного состава анализируемых сигналов, способных вместить в рамках своей длительности группу импульсов от близкозалегающих нефтегазосодержащих пластов малой толщины;
- невозможность получения в результатах исследований информации о величине, характере и условиях залегания залежей углеводородов (УВ).

Все это приводит к вероятностному подходу в прогнозе месторождений нефти и газа для исследования по профилям или по площади в целом, и не позволяет осуществлять целевой поиск и изучение нефтегазовых месторождений по данным сейсморазведки, что подтверждается практикой применения указанных способов прогнозирования.

В то же время, очевидно, что в упругих волновых полях наличие нефтегазонасыщенных пластов должно проявляться во всем зарегистрированном диапазоне частот как в форме сигналов, так в основных, максимально интенсивных частотных составляющих поля продольных, проходящих и отраженных волн.

В предлагаемом техническом решении поставленная задача решается следующим образом. В способе сейсморазведки для прямого поиска и изучения нефтегазовых месторождений по данным преобразования, обработки и анализа упругих волновых полей в частотной области:

- осуществляют многократное возбуждение продольных упругих колебаний произвольным типом источников, равномерно размещаемых на поверхности наблюдения вдоль линии профилей или вдоль траектории глубин проходки стволов скважин при бурении;
- выполняют заданную регистрацию сейсмических волновых полей в широком - не ниже 125 Гц - диапазоне частот для равномерных систем наблюдения группами сейсмоприемников при различных удалениях точек приема от источников возбуждения, размещаемых вдоль линий профилей наблюдения, протяженность и геометрия которых определяются поисковыми задачами, условиями проведения работ и геологическим строением разреза, протяженностью интервалов регистрации годографов отраженных и проходящих волн - для удалений до 2-4-х км от источников возбуждения;
- проводят для полученных сейсмозаписей выделение сигналов и формирование импульсных сейсмограмм путем расчета взаимнокорреляционных функций с опорными сигналами, в случае использования вибросейсморазведки;
- выполняют их накапливание на интервалах, не превышающих шаг смещения источников возбуждения, с соблюдением условия  $\Delta t = T_{\text{вид}}/4$ , где  $T_{\text{вид}}$  - видимый период максимальной частоты спектра сигналов флюидных волн;  $\Delta t$  - допустимый сдвиг по времени между суммируемыми сейсмограммами;

- формируют для каждого отработанного полевыми наблюдениями профиля или ствола скважины, массивы данных из сформированных импульсных сейсмограмм для всей совокупности источников, последовательно и равномерно перемещаемых вдоль поверхности наблюдения или вдоль траектории глубин проходки ствола скважины при расположении их в пространстве соответственно: до местоположения контура нефтегазоносности исследуемых пластов или над нефтегазовыми пластами, внутри эпицентра контура простирания нефтегазовых месторождений или при расположении внутри флюидосодержащих пластов, после прохождения контура нефтегазоносности пластов вдоль профиля или глубже нефтегазопродуктивных пластов разреза, для широкого диапазона координат или глубин возбуждения, позволяющих обеспечить оптимальные удаления от границ контура нефтегазоносности или глубины залегания нефтегазовых пластов от источников возбуждения волновых полей, на величину, заведомо превышающую величину шага смещения источников возбуждения;
- по сформированному массиву импульсных сейсмограмм для отработанного профиля или ствола скважины в целом проводят интегрирование сейсмозаписей с использованием согласованной мультихроматической корреляции внутри реально зарегистрированных спектров сейсмозаписей в диапазоне частот - от 2 до 125 Гц с шагом преобразования не ниже 0,5 Гц по всему времени регистрации с взвешенным в соответствии с обобщенной (суммарной) спектральной характеристикой исходных сейсмозаписей волновых полей, накапливанием результатов корреляции и формированием полей распределения во времени функций смещения, условно мультихромограмм, на которых получены новые соотношения частот, слагающих волновое поле функции смещений, по сравнению с исходными волновыми полями, представленными функцией распределения скорости смещения;
- для всего массива полученных мультихромограмм осуществляют разложение сейсмозаписей для сформированного частотного диапазона в наборы отдельных частотограмм, рассчитанных с шагом не ниже 1 Гц для каждой частоты амплитудно-частотного спектра (в пределах от 2 до 125 Гц) с использованием метода спектрального оценивания Фурье, формируют массивы частотограмм, содержащих во временной области трассодискретные определения отдельной исследуемой частотной составляющей упругого волнового поля функции смещений;
- выполняют прямое и модально-инверсионное накапливание набора сформированных единичных частотограмм для реально полученного спектрального диапазона таким образом, чтобы те из них, значение частоты которых имеют угол пересечения с кривой обобщенной (суммарной) спектральной характеристики анализируемого волнового поля больше  $90^\circ$ , суммировались без изменений, в случаях углов пересечения меньше  $90^\circ$  - подвергались модальной инверсии (из массива значений вычитается максимальное значение спектральной оценки волнового поля на данной частоте, а результат берется по модулю, что соответствует получению кепстральной составляющей), в результате получают аналогичный по объему массиву импульсных сейсмограмм массив спектрограмм во временной области для каждого отработанного полевыми наблюдениями сейсмического профиля или профиля проходки глубин ствола скважины при бурении, представляющих собой распределение во времени и пространстве эффектов энтропии амплитудно-частотных составляющих волновое поле спектральных компонент продольных проходящих и отраженных волн, для которых характерна приуроченность к фронтам отраженных волн от нефтегазосодержащих пластов и идентичность кинематических признаков, динамика которых будет зависеть от таких характеристик нефтегазовых залежей как эффективная мощность, пористость, проницаемость вмещающих пластов и вязкость насыщающих флюидов УВ;
- спектрограммы, сформированные на основе использования массивов импульсных сейсмограмм, обрабатываются так же, как и исходные сейсмозаписи, для них проводят расчет и ввод статических и кинематических поправок, различные виды преобразований и фильтраций, осуществляют накапливание способами ОГТ, ЭРО для профильных или ВСП-ОГТ для скважинно-наземных наблюдений, формируют временные разрезы нормального распределения энтропийных эффектов спектрального состава волновых полей, по значениям которых судят о местоположении и основных характеристиках нефтегазовых месторождений в плоскости исследуемого профиля, местоположении водо- и нефтегазонасыщенности.

закономерностях простирания по латерали и сейсмогеологических условиях залегания залежей УВ;

- спектрограммы, сформированные с использованием результатов кинематической обработки в виде окончательных временных разрезов (МОГТ или ВСП-ОГТ), в равной мере служат решению задач прямого поиска и изучения нефтегазовых месторождений в силу того, что волновые поля временных разрезов формируют с максимально-возможным соотношением  $A_{\text{сигнал}}/A_{\text{помеха}}$ , разрешенностью сигналов, широким амплитудно-частотным спектром, динамическими соотношениями отраженных волн, в то же время следует учитывать, что недостатки и погрешности, допущенные в процессе кинематической обработки, могут служить источником погрешностей и ошибок в процессе реализации способа.

Полученные в результате анализа данные служат основой для интерпретации и заключении о нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов в исследуемых разрезах, в частности, время регистрации аномалий указывают на глубину и местоположение нефтегазовых месторождений, протяженность - на границы водо-нефтяных контактов, значения амплитуд энтропийных аномалий спектральных характеристик волновых полей - на эффективную мощность нефтегазосодержащих пластов, соотношение энергий исследуемых и сформированных в процессе мультимонохроматического преобразования амплитудно-частотных характеристик волновых полей в сочетании с уровнем интенсивности энтропийных аномалий указывают на открытую пористость и проницаемость вмещающих пород. Все вышеизложенное позволяет реализовать описанный способ сейсморазведки.

Существенными отличительными признаками в заявлении техническом решении являются:

- ориентация способа на прямые поиски и изучение нефтегазовых месторождений с промышленными запасами УВ в силу того, что образование и распространение эффектов энтропии спектров упругих колебаний продольных отраженных и проходящих волн возможно только при условии наличия флюидов УВ в пластах с открытой пористостью или трещиноватостью, фазовой проницаемостью, текучей динамической вязкостью и эффективной толщиной (мощностью) нефтегазонасыщенности, обеспечивающих извлекаемость нефтегазовых компонент флюидов;

- выделение в исследуемых сейсмических волновых полях эффектов энтропии спектрального состава фронтов продольных отраженных и проходящих волн достигается применением мультимонохроматической корреляции сейсмозаписей для реально зарегистрированного частотного диапазона сейсмозаписей (в пределах от 2 до 125 Гц) и формирования мультихромограмм, представляющих собой поле распределения во времени величин амплитуд смещений на поверхности наблюдения;

- анализ и изучение эффектов энтропии частотного состава выполняются путем использования дифференциально-интегрального частотного преобразования волновых полей распределения функций смещений, при котором сначала проводится раздельный частотный анализ сейсмозаписей мультихромограмм в полученном диапазоне частот сформированных амплитудных спектров (в пределах от 2 до 125 Гц), и последующим прямым и модально-инверсионным накапливанием результатов частотного оценивания для получения спектрограмм распределения во времени энтропии амплитудно-частотного состава фронтов продольных отраженных волн от нефтегазосодержащих пластов в исследуемых разрезах;

- обработка массива спектрограмм частотного оценивания способом сейсморазведки ОГТ проводится путем ввода статических, кинематических поправок, различных видов преобразований и их оптимального накапливания, в результате формируют суммарные временные разрезы нормального распределения энтропийных эффектов спектральных составляющих фронтов продольных отраженных волн, по значениям которых определяют местоположение и рассчитывают основные параметры нефтегазовых залежей, в то же время возможно применение данного способа для обработки уже полученных временных разрезов ОГТ;

- использование любых типов наземных и скважинных источников возбуждения упругих колебаний, характеризуемых как последовательно, равномерно перемещаемые вдоль поверхности наблюдения или вдоль траектории глубин проходки бурением стволов скважин,

воздействующих на среду на протяжении всего процесса возбуждения, многократно формирующего поля продольных отраженных, проходящих и других типов волн, позволяет осуществлять многократное накапливание сигналов, отождествляемых с эффектами энтропии спектральных составляющих фронтов продольных отраженных волн при одновременном достижении высокого суммарного эффекта излучаемой энергии упругих колебаний, достигающих удалений до 2-4 км от источников возбуждения;

- как предмет исследования, так и все виды преобразований, обработки и анализа волновых полей в способе осуществляются в частотной области с использованием методов спектральных преобразований и оцениваний Фурье, при этом, возможно применение ряда других методов, при условии, что они будут использованы на всех без исключения стадиях преобразования и анализа [5, 6].

Из известной научно-технической и патентной литературы авторам не известно о существовании технического решения с перечисленной совокупностью признаков. Это дает основание сделать вывод о соответствии заявляемого объекта критериям изобретения. Способ осуществляется следующим образом.

Волновые поля, формируемые в процессе отработки профильных на поверхности наблюдения или скважинно-наземных вдоль траектории глубин проходки стволов скважин в процессе бурения, систем возбуждения, регистрируются на поверхности наблюдения для различных удалений от источников возбуждения, вдоль профилей сейсмоприемных регистрирующих систем, произвольно ориентированных на источники, протяженность и конфигурация которых определяется поисковыми задачами, сейсмогеологическими условиями и условиями проведения работ. На протяжении всего процесса возбуждения осуществляют регистрацию сейсмических колебаний для различных типов волн без ограничения длительности сейсмозаписей и частотного диапазона сигналов. Зарегистрированные сейсмозаписи преобразуются в импульсные сейсмограммы, например коррелируются с опорными сигналами при работе вибросейсмическими способами, накапливаются разрозненные воздействия.

Полученные в результате импульсные сейсмограммы содержат в волновом поле годографы преимущественно продольных проходящих, отраженных и других типов волн, содержащих в форме своих сигналов эффекты энтропии спектральных составляющих, образующихся при взаимодействии залежей УВ и фронтов продольных проходящих и отраженных волн, распространяющихся через нефтегазосодержащие пласты с промышленными запасами УВ сырья. При этом регистрируют не собственно значения изменения амплитуд функций смещения на поверхности наблюдения, а их производные - значения изменения амплитуд скоростей смещения с соответствующими изменениями в амплитудно-частотных спектрах сейсмозаписей, что маскирует проявления эффектов энтропии в сейсмозаписях.

Для восстановления амплитудно-частотных составляющих функций смещения используется алгоритм монохроматической корреляции. Для этого исходные сейсмозаписи последовательно, для каждой реально представленной частоты спектра с учетом значения ее амплитуды, коррелируются оператором монохроматического преобразования. Результаты корреляции накапливаются с учетом реального веса каждой частоты преобразования. Шаг преобразования по частотам должен отвечать требованиям теоремы Котельникова в приложении к частотной области, что для диапазона частот от 2 до 65 Гц составит величину не менее 0.5 Гц.

Собственно рабочий диапазон преобразования в каждом конкретном случае определяется полосой пропускания исходных амплитудно-частотных спектров по уровню сечения 0.1 максимальной амплитуды, что на практике составляет интервал от 8 до 70 Гц. Условно данная процедура может быть названа мультимонохроматическим преобразованием, а результаты корреляции - мультихромограммами, которые имеют амплитудно-частотный спектр восстановленных функций смещения.

Ввиду того, что эффекты энтропии отображаются не в форме сейсмических сигналов функции смещения, а в их амплитудно-спектральных характеристиках, волновые поля

мультимонохромограмм трансформируются в частотно-временную область. Это достигается применением дифференциально-интегрального раздельного частотного преобразования сейсмозаписей мультихромограмм в сейсмозаписи, условно названные спектрограммами.

Дифференциальное преобразование заключается в последовательном, с использованием метода прямого и обратного быстрого преобразования Фурье, формировании частотограмм для каждой из полученных на мультихромограммах частот. Частотограммы представляют собой результат потрассового спектрального оценивания сейсмических записей в скользящем конечной длины окне анализа. Как и в случае мультимонохроматической корреляции диапазон

частот анализа и шаг смещения должны соответствовать реальному диапазону частот (на практике от 2 до 65 Гц, формально от 2 до 125 Гц, шаг смещения по частоте не превышает 1 Гц). Отдельно необходимо обоснование смещающегося окна анализа для каждого значения анализируемой частоты. В соответствии с [5 и 6] его величина не может задаваться меньше длительности периода анализируемого значения частоты в случае Фурье анализа. В результате проведения дифференциальной стадии частотного анализа формируется массив частотограмм в исследуемом диапазоне, представляющих собой оценку изменения амплитуд отдельных частот во времени или спектральную плотность мощности отдельно взятой гармонической составляющей.

Интегральное преобразование заключается в проведении прямого и модально-инверсионного накапливания набора сформированных единичных частотограмм для реально полученного спектрального диапазона таким образом, чтобы те из них, значение частоты которых имеют угол пересечения с кривой обобщенной (суммарной) спектральной характеристики анализируемого волнового поля больше  $90^\circ$ , суммировались без изменений, в случаях углов пересечения меньше  $90^\circ$ , подвергались модальной инверсии, при которой из полученного массива значений спектральных оценок плотности мощности вычитается максимальное значение спектральной оценки волнового поля на данной частоте, а результат берется по модулю, что соответствует превращению спектральной в кепстральную составляющую. В результате такого накапливания получают аналогичный по объему массиву импульсных сейсмограмм - массив спектрограмм во временной области для каждого отработанного полевыми наблюдениями сейсмического профиля или профиля проходки глубин ствола скважины при бурении, представляющих собой распределение во времени и пространстве эффектов энтропии, составляющих волновое поле амплитудно-спектральных компонент продольных проходящих и отраженных волн. При этом максимальные значения интегральных частотных оценок на спектрограммах будут приурочены к временам регистрации отражений от нефтегазонасыщенных пластов в разрезе.

Сформированные спектрограммы для всей протяженности отработки профиля или траектории ствола скважины в целом служат информационной базой для проведения обработки данных после ввода статических и кинематических поправок общепринятыми методами, такими как метод общей глубинной точки (ОГТ), эллиптической развертки отражений (ЭРО), вертикального сейсмического профилирования (ВСП-ОГТ) и других применяемых для формирования временных разрезов и изображений среды во временных масштабах или анализа волновых полей по различным группировкам сейсмозаписей. То обстоятельство, что эффекты энтропии частотных составляющих фронтов продольных, отраженных волн составляют длительность во времени от 10 до 50 мс, позволяет выделять их по всей совокупности информации на любой из стадий процесса обработки, так как ввод статических и кинематических поправок и суммирование не приводят их существенному подавлению или ослаблению. Задачей обработки при изучении эффектов энтропии продольных волн является выделение в зарегистрированных волновых полях аномальных областей с максимальными значениями, приуроченных к анализируемым волновым полям на любой из стадий обработки, представленных в виде временных разрезов ОГТ (накопленные, просуммированные сейсмограммы или временные разрезы). В силу этого возможно решение данной задачи при использовании в качестве исходного волнового поля временных разрезов ОГТ, полученных в результате проведения кинематической обработки. Очевидно, что при этом многократно снижаются затраты машинного времени на реализацию способа, но при этом необходимо учитывать, что результат анализа может содержать погрешности, вызванные погрешностями кинематической обработки.

Результаты обработки оформляются в видах и масштабах, принятых для отображения результатов сейсморазведки - временных разрезов и карт, структурных схем, вплоть до формирования трехмерного куба данных.

По наличию и геометрии распространения эффектов энтропии продольных отраженных волн вдоль линий профилей наблюдения проводят прямое обнаружение и определение границ простириания месторождений нефти и газа в исследуемых разрезах, по результатам раздельного частотного анализа и энергии выделенных сигналов аномалий оценивают такие характеристики залежи как эффективная толщина нефтегазосодержащих пластов и вязкость флюидов УВ, по значениям спектральной плотности мощности - о проницаемости и открытой пористости вмещающих пород. Точность определения зависит от погрешностей, которые могут быть внесены при проведении регистрации и обработке сейсмозаписей, поэтому этап

обработки должен вносить минимальные искажения в распределение частот внутри выбранного диапазона преобразования и исследования.

#### Литература

1. Межбей В.И. Сейсморазведка методом общей глубинной точки. М.: Недра, 1973 г. 153 с. С ил.
2. Патент Российской Федерации N 2045079. Кл. G 01 V 1/00 Способ сейсморазведки при поисках нефтегазовых месторождений. Опубл. 20.03.95 г. Бюлл. N 27.
3. Патент Российской Федерации N 2105324 Кл. G 01 V 1/100 Способ сейсморазведки при поисках нефтегазовых месторождений. Опубл. 20.02.98 г., Бюлл. N 5.
4. Патент Российской Федерации N 2117317 Способ скважинной сейсморазведки для прямого прогноза нефтегазовых месторождений. Опубл. 20.03.1998 г., Бюлл. N 22.
5. Марпл. Спектральный анализ и его приложения. М.: Наука, 1990 г.
6. Корн Б.И. Спектральный анализ. М.: Мир, 1982 г.

#### ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

Способ сейсморазведки для прямого поиска и изучения нефтегазовых месторождений по данным преобразования, обработки и анализа упругих волновых полей в частотной области, включающий многократное возбуждение продольных упругих колебаний произвольным типом источников, равномерно размещаемых на поверхности наблюдения вдоль линий профилей или вдоль траектории глубин проходки стволов скважин при бурении, заданную регистрацию сейсмических волновых полей в широком - не ниже 125 Гц - диапазоне частот, для равномерных систем наблюдения группами сейсмоприемников при различных удалениях точек приема от источников возбуждения, размещаемых вдоль линий профилей наблюдения, протяженность и геометрия которых определяются поисковыми задачами, условиями проведения работ и геологическим строением разреза, протяженностью интервалов регистрации гидографов отраженных и проходящих волн - для удалений до 2 - 4 км от источников возбуждения, проводят для полученных сейсмозаписей выделение сигналов и формирование импульсных сейсмограмм путем расчета взаимно корреляционных функций с опорными сигналами, в случае использования выбросейсморазведки выполняют их накапливание на интервалах, не превышающих шаг смещения источников возбуждения, с

соблюдением условия  $\Delta_t = T_{\text{вид}}/4$ , где  $T_{\text{вид}}$  - видимый период максимальной частоты спектра сигналов флюидных волн,  $\Delta_t$  - допустимый сдвиг по времени между суммируемыми сейсмограммами, формируют для каждого отработанного полевыми наблюдениями профиля или ствола скважины массивы данных из сформированных импульсных сейсмограмм для всей совокупности источников, последовательно и равномерно перемещаемых вдоль поверхности наблюдения или вдоль траектории глубин проходки ствола скважины, при расположении их в пространстве соответственно: до местоположения контура нефтегазоносности исследуемых пластов или над нефтегазовыми пластами, внутри эпицентра контура простирации нефтегазовых месторождений или при расположении внутри флюидосодержащих пластов, после прохождения контура нефтегазоносности пластов вдоль профиля или глубже нефтегазопродуктивных пластов разреза, для широкого диапазона координат или глубже возбуждения, позволяющих обеспечить оптимальные удаления от границ контура нефтегазоносности или глубины залегания нефтегазовых пластов от источников возбуждения волновых полей, на величину, заведомо превышающую величину шага смещения источников возбуждения, отличающейся тем, что по сформированному массиву импульсных сейсмограмм для отработанного профиля или ствола скважины в целом проводят интегрирование сейсмозаписей с использованием согласованной мультихроматической корреляции внутри реально зарегистрированных спектров сейсмозаписей в диапазоне частот 2 - 125 Гц, с шагом преобразования не ниже 0,5 Гц, по всему времени регистрации с взвешенным в соответствии с обобщенной (суммарной) спектральной характеристикой исходных сейсмозаписей волновых полей, накапливанием взвешенных результатов корреляции и формированием полей распределения во времени функций смещения, условно мультихромограмм, на которых восстановлены истинные соотношения частот упругих колебаний по сравнению с исходными волновыми полями, представленными функцией распределения скорости смещения, для всего

массива полученных мультихромограмм осуществляют разложение сейсмозаписей для сформированного частотного диапазона в наборы отдельных частотограмм, рассчитанных с шагом не ниже 1 Гц для каждой частоты реального диапазона исходного амплитудно-частотного спектра (в пределах 2 - 125 Гц) с использованием метода спектрального оценивания Фурье, формируют массивы частотограмм, содержащих во временной области трассодискретные определения отдельной исследуемой частотной составляющей упруго волнового поля функции смещений, выполняют прямое и модально-инверсионное накапливание набора сформированных единичных частотограмм для реально полученного спектрального диапазона таким образом, чтобы те из них, значение частоты которых имеют угол пересечения с кривой обобщенной (суммарной) спектральной характеристики анализируемого волнового поля больше 90°, суммировались без изменений, в случаях углов пересечения меньше 90° - подвергались модальной инверсии (из массива значений вычитается максимальное значение оценки волнового поля на данной частоте, а результат берется по модулю - что соответствует получению кепстральной составляющей), в результате получают аналогичный по объему массиву импульсных сейсмограмм массив спектрограмм во временной области для каждого отработанного полевыми наблюдениями сейсмического профиля или профиля проходки глубин стволов скважины при бурении, представляющих собой распределение во времени и пространстве эффектов энтропии, составляющих волновое поле спектральных компонент продольных проходящих и отраженных волн, для которых характерна приуроченность к фронтам отраженных волн от нефтегазосодержащих пластов и совпадение кинематических признаков, динамика которых будет зависеть от таких характеристик залежей, как эффективная мощность залежи, пористость, проницаемость пластов и вязкость насыщающих флюидов УВ, обрабатывают спектрограммы, сформированные на основе использования массивов импульсных сейсмограмм, также как и исходные сейсмозаписи, для которых проводят расчет и ввод статических и кинематических поправок, различные виды преобразований и фильтраций, осуществляют накапливание способами ОГТ, ЭРО для профильных или ВСП-ОГТ для скважинно-наземных наблюдений, формируют временные разрезы нормального распределения энтропийных эффектов спектрального состава фронтов продольных отраженных волн, по значениям которых судят о местоположении и основных характеристиках нефтегазовых месторождений в плоскости исследуемого профиля, местоположении водо- и нефтегазонасыщенности, закономерностях простирания по латерали и сейсмогеологических условиях залегания залежей УВ, причем допустимо применение данного способа сейсморазведки к волновым полям временных разрезов ОГТ, сформированных в результате кинематической обработки.